Note d'information sur l'énergie

Potentiel ultime d'hydrocarbures non classiques de la formation de Montney en Colombie-Britannique et en Alberta

Office national de l'énergie
National Energy Board
BC Oil & Gas COMMISSION
Alberta Energy Regulator
British Columbia Ministry of Natural Gas Development

Novembre 2013

Autorisation de reproduction

Le contenu de cette publication peut être reproduit à des fins personnelles, éducatives et/ou sans but lucratif, en tout ou en partie et par quelque moyen que ce soit, sans frais et sans autre permission de l'Office national de l'énergie, de la British Columbia Oil and Gas Commission, de l'Alberta Energy Regulator ou du ministère de la Mise en valeur des ressources gazières de la Colombie-Britannique, pourvu qu'une diligence raisonnable soit exercée afin d'assurer l'exactitude de l'information reproduite, que l'Office national de l'énergie, la British Columbia Oil and Gas Commission, l'Alberta Energy Regulator ou le ministère de la Mise en valeur des ressources gazières de la Colombie-Britannique soient mentionnés comme les organismes sources, et que la reproduction ne soit présentée ni comme une version officielle ni comme une copie ayant été faite en collaboration avec l'Office national de l'énergie, la British Columbia Oil and Gas Commission, l'Alberta Energy Regulator ou le ministère de la Mise en valeur des ressources gazières de la Colombie-Britannique.

Pour obtenir l'autorisation de reproduire l'information contenue dans cette publication à des fins commerciales, faire parvenir un courriel à l'Office national de l'énergie à info@neb-one.gc.ca, à la British Columbia Oil and Gas Commission à ogc.communications@bcogc.ca, à l'Alberta Energy Regulator à inquiries@aer.ca, ou au ministère de la Mise en valeur des ressources gazières de la Colombie-Britannique à RDGB@gov.bc.ca.

Permission to Reproduce

Materials may be reproduced for personal, educational and/or non-profit activities, in part or in whole and by any means, without charge or further permission from the National Energy Board, the British Columbia Oil and Gas Commission, the Alberta Energy Regulator, or the British Columbia Ministry of Natural Gas Development, provided that due diligence is exercised in ensuring the accuracy of the information reproduced; that the National Energy Board, the British Columbia Oil and Gas Commission, the Alberta Energy Regulator, and the British Columbia Ministry of Natural Gas Development are identified as the source institutions; and that the reproduction is not represented as an official version of the information reproduced, nor as having been made in affiliation with or with the endorsement of the National Energy Board, the British Columbia Oil and Gas Commission, the Alberta Energy Regulator, or the British Columbia Ministry of Natural Gas Development.

For permission to reproduce the information in this publication for commercial redistribution, please e-mail the National Energy Board at info@neb-one.gc.ca, the British Columbia Oil and Gas Commission at ogc.communications@bcogc.ca the Alberta Energy Regulator at inquiries@aer.ca, or the British Columbia Ministry of Natural Gas Development at RDGB@gov.bc.ca.

Rapport de l'Office national de l'énergie, de l'Alberta Energy Regulator, de la British Columbia Oil and Gas Commission et du ministère de la Mise en valeur des ressources gazières de la Colombie-Britannique :
Potentiel ultime d'hydrocarbures non classiques de la formation de Montney en Colombie-Britannique et en Alberta

Octobre 2013

ISSN 1917-506X

Publié par :

Office national de l'énergie
444, Septième Avenue S.-O., rez-de-chaussée
Calgary (Alberta) T2P 0X8
Courriel : publications@neb-one.gc.ca
Télécopieur : 403-292-5576 ou 1-877-288-8803
Téléphone : 403-299-3562 ou 1-800-899-1265
Site Web : www.neb-one.gc.ca

British Columbia Oil and Gas Commission
398, ch. Harbou, bureau 300
Victoria (Colombie-Britannique) V9A 0B7
Site Web : www.bcogc.ca

Alberta Energy Regulator
250, cinquième Rue S.-O., bureau 1000
Calgary (Alberta) T2P 0R4
Courriel : inquiries@aer.ca
Télécopieur : 403-297-7336
Téléphone : 403-297-8311 ou 1-855-297-8311
Site Web : www.aer.ca

Ministère de la Mise en valeur des ressources gazières
de la Colombie-Britannique
C.P. 9323, succ. Prov Govt
1810, rue Blanshard
Victoria (Colombie-Britannique) V8W 9N3
Site Web : www.gov.bc.ca/mngd/

Table des matières

Table des matières i

Avant-propos ii

Résumé 1

Introduction 1

Description géologique 2

Méthodologie 2

Résultats d'évaluation et observations 4

Annexe A – Méthodologie 7

Avant-propos

Office national de l'énergie

L'Office national de l'énergie est un organisme de réglementation indépendant de compétence fédérale créé afin de promouvoir la sûreté et la sécurité, la protection de l'environnement et l'efficience économique en vertu du mandat conféré par le Parlement au chapitre de la réglementation des pipelines, de la mise en valeur des ressources énergétiques et du commerce de l'énergie. La réglementation de la construction et de l'exploitation des oléoducs et des gazoducs internationaux et interprovinciaux, des lignes internationales de transport d'électricité et de lignes interprovinciales désignées comptent au nombre de ses grandes responsabilités.

Pour ce qui est des exportations de pétrole et de gaz naturel, le rôle de l'Office consiste à déterminer si les volumes devant être exportés excèdent les besoins raisonnablement prévisibles du Canada, eu égard aux perspectives liées aux découvertes au pays.

Si quelqu'un souhaite utiliser le contenu du présent document dans une instance réglementaire devant l'Office, il peut le soumettre à cette fin, comme pour tout autre document public. Cependant, en agissant ainsi, cette partie fait sienne l'information déposée et pourrait devoir répondre à des questions sur son contenu. Le présent rapport ne fournit aucune indication quant à l'approbation ou au rejet d'une demande donnée. L'Office étudiera chaque demande en se fondant sur les documents qui lui seront soumis en preuve à ce moment.

British Columbia Oil and Gas Commission

La BC Oil and Gas Commission est l'organisme de réglementation provincial responsable de régir l'activité pétrolière et gazière en Colombie-Britannique, y compris l'exploration, l'exploitation, le transport par pipeline et la remise en état.

La Commission a essentiellement comme tâche d'examiner et d'évaluer les demandes d'activités dans l'industrie, de consulter les Premières Nations, de coopérer avec les organismes partenaires, et de faire en sorte que l'industrie respecte les lois provinciales et l'ensemble des exigences réglementaires. Elle protège l'intérêt public en maintenant la sécurité publique, en respectant les personnes touchées par l'activité pétrolière et gazière, en préservant l'environnement et en favorisant une participation équitable à la production.

En présence de facteurs sociaux, environnementaux et économiques complexes qui se veulent tous plus importants les uns que les autres et qui orientent l'action du secteur pétrolier et gazier, la Commission maintient le cap sur un cadre de réglementation moderne et cherche de façon proactive des solutions novatrices pour continuer de favoriser une mise en valeur sûre et durable des ressources de la province dans ce secteur. Comme le veut son mandat, elle s'efforce de rendre en temps opportun des décisions justes et équitables à l'égard des projets proposés dans le contexte d'une surveillance rigoureuse de la sécurité opérationnelle et du respect des droits des Premières Nations.

La Commission assure la liaison avec d'autres organismes de réglementation des paliers provincial et fédéral en vue d'une exécution efficace de la politique gouvernementale, de l'amélioration du climat réglementaire et de l'application cohérente des règlements existants. Il lui importe particulièrement de demeurer au fait des plus récentes avancées technologiques et des résultats des travaux de recherche scientifique menés de façon indépendante à l'échelle mondiale et qui s'appliquent à l'industrie.

Pour obtenir des renseignements généraux sur la Commission, consultez son site Web à l'adresse www.bcogc.ca ou composez le 250-794-5200.

Alberta Energy Regulator

L'Alberta Energy Regulator (AER) permet une exploitation sécuritaire, efficace, ordonnée et écologique des ressources en hydrocarbures sur l'ensemble de leur cycle de vie. Il s'occupe notamment de l'affectation et de la conservation des ressources en eau, de la gestion des terres publiques et de la protection de l'environnement, tout en procurant des avantages économiques à l'ensemble des Albertains. L'AER succède à l'Energy Resources Conservation Board et exécute les fonctions réglementaires du ministère de l'Environnement et du Développement durable des ressources en matière de terres publiques, d'eau et d'environnement. Ce faisant, l'AER exerce une supervision réglementaire sur l'ensemble du cycle d'exploitation des ressources énergétiques en Alberta, c'est-à-dire de la demande et de l'aménagement à la cessation d'exploitation et à la remise en état, y compris les étapes intermédiaires. L'AER est autorisé à prendre des décisions sur les demandes d'exploitation des ressources énergétiques, la surveillance de l'assurance de la conformité, la désaffectation des projets d'exploitation, et tous les autres aspects des activités liées aux ressources énergétiques (activités qui doivent avoir été approuvées en vertu de l'une des six lois provinciales sur l'énergie). Ce pouvoir s'applique par ailleurs aux approbations relatives aux activités d'exploitation des ressources énergétiques en vertu des lois régissant les terres publiques et l'environnement.

L'Energy Resource Appraisal Group (ERA) fait partie de la Division de la géologie, de l'environnement et des réserves de l'AER. L'ERA est source de connaissances et de renseignements liés à la géologie du pétrole et du gaz et à la richesse en ressources de l'Alberta. Les données fournies par l'AER pour le présent rapport ont été compilées et créées par l'ERA. Une grande partie des données utilisées dans le présent rapport ont déjà été publiées par l'ERA dans le cadre des rapports Open File de la commission géologique de l'Alberta.[1]

Pour obtenir des renseignements généraux sur l'AER, consultez son site Web à l'adresse www.aer.ca ou composez sans frais le 1-855-297-8311.

[1] Accessibles à l'adresse : www.ags.gov.ab.ca/publications

Ministère de la Mise en valeur des ressources gazières de la Colombie-Britannique

Le rôle du ministère de la Mise en valeur des ressources gazières de la Colombie-Britannique est de guider l'exploitation responsable et d'optimiser les avantages économiques qu'offrent aux Britanno-Colombiens les ressources gazières et le prochain secteur industriel majeur de la province, c'est-à-dire le gaz naturel liquéfié (GNL).

En misant sur le travail d'équipe et sur des relations de travail positives avec sa clientèle, le ministère permet au secteur du gaz naturel de la Colombie-Britannique de créer de l'emploi et de stimuler la croissance économique par son dynamisme, sa sécurité, sa responsabilité environnementale et sa compétitivité. Pour établir des politiques, des lois et des lignes directrices sur le gaz naturel, le ministère consulte d'autres ministères et d'autres niveaux de gouvernement, les sociétés d'énergie, les Premières Nations, les collectivités, les organismes environnementaux et sectoriels, et le grand public.

Dans le cadre de son mandat, le ministère doit essentiellement élaborer une politique en matière de tenure foncière, de redevances et de réglementation pour encadrer le secteur gazier de la Colombie-Britannique, afin de promouvoir une gestion efficace et écologique des ressources gazières de la province.

Le ministère offre une foule de services liés au gaz naturel, dont la vente des droits de ressources souterraines sur les terres publiques, des programmes de redevances, des informations géoscientifiques et des politiques pour tirer profit d'éventuelles occasions de mettre en valeur le potentiel des ressources, comme l'exploitation des ressources en gaz naturel non classique. Le secrétariat du GNL du ministère rend compte au nouveau groupe de travail ministériel sur le GNL, qui présentera des conseils sur les budgets, la structure, le mandat et les objectifs du plan de services.

Le ministère est aussi responsable de la British Columbia Oil and Gas Commission.

Résumé

Le potentiel d'hydrocarbures non classiques commercialisables de la formation de Montney a fait l'objet d'une première évaluation dans une analyse conjointe réalisée par l'Office national de l'énergie, la British Columbia Oil and Gas Commission, l'Alberta Energy Regulator (AER) et le ministère de la Mise en valeur des resources gazières de la Colombie-Britannique. On pense que le banc de siltite, épais et géographiquement étendu, de la formation de Montney contient 12 719 milliards de m³ (449 Tpi³) de gaz naturel commercialisable, 2 308 millions de m³ (14 521 millions de barils) de liquides de gaz naturel (LGN) commercialisables et 179 millions de m³ (1 125 millions de barils) de pétrole commercialisable.

Figure 1. Carte générale illustrant l'emplacement de la formation de Montney dans la subsurface de l'Alberta et de la Colombie-Britannique. Modification de la carte du *Geological Atlas of the Western Canada Sedimentary Basin.*

Introduction

La formation de Montney de l'Alberta et de la Colombie-Britannique (figure 1) est une cible d'exploration pétrolière et gazière depuis les années 1950, l'industrie s'étant traditionnellement concentrée sur les réservoirs classiques de grès et de dolomies de Montney. Ces réservoirs sont enfermés dans la siltite, qui représente un volume de roche nettement supérieur dans la formation, et qui contient aussi du pétrole et du gaz. Cependant, la siltite de Montney est demeurée inexploitée jusqu'en 2005, année où le perfectionnement des techniques de forage horizontal et de fracturation hydraulique en plusieurs étapes a rendu possible le développement économique de cette ressource de siltite non classique étendue.

Pour le présent rapport, les organismes ont évalué ensemble les ressources de pétrole non classique de la formation de Montney.[2] Pour la Colombie-Britannique, on a estimé le volume de pétrole sur place et commercialisable[3] pour la siltite de Montney, dans laquelle on trouvait de minces couches de grès peu susceptibles d'être exploitées selon la méthode classique. Pour l'Alberta, on n'a estimé que les volumes de pétrole commercialisable étant donné que la quantité de pétrole sur place dans la siltite de la formation de Montney avait déjà été déterminée dans une étude préalable de l'Energy Resources Conservation Board (aujourd'hui l'AER). Il s'agit de la première étude publique dans laquelle on examine en détail le potentiel du pétrole non classique commercialisable de la formation de Montney.

[2] Pour les besoins de cette évaluation, en Alberta, la formation de Montney comprend la siltite qui repose au fond de la formation sus-jacente de Doig dans cette province. Voir l'annexe A pour obtenir plus de détails.

[3] « Sur place » désigne la quantité de pétrole qui se trouvait initialement dans le réservoir. Le terme « ressources commercialisables », tel qu'il est utilisé dans la présente étude, désigne le volume de pétrole sur place qu'il est possible d'extraire dans des conditions technologiques et économiques prévisibles et dans un état utilisable par le marché. Bien qu'on suppose une certaine reprise économique, aucune analyse économique n'a été effectuée.

Description géologique

La formation de Montney, qui remonte au Trias inférieur, est vaste sur le plan géographique puisqu'elle couvre environ 130 000 km² (figure 1). Elle atteint également une épaisseur variant de 100 m à 300 m, bien que celle-ci soit presque nulle à ses limites est et nord-est et dépasse les 300 m à sa limite ouest avant d'affleurer les montagnes Rocheuses. Cette formation est constituée en majeure partie de siltite contenant de faibles quantités de grès soulevé à l'origine du fond d'une mer profonde, tandis que des grès plus poreux et des lits de coquillages se sont déposés dans les eaux peu profondes de l'est. La profondeur de la formation augmente également du nord-est au sud-ouest, alors que la pression du pression du réservoir croît et que la teneur de pétrole et de LGN diminue[4]. C'est pourquoi les caractéristiques du réservoir varient beaucoup à l'intérieur de la formation.

Pour obtenir une description détaillée de la géologie de Montney en Alberta, consultez *Summary of Alberta's Shale-and Siltstone-Hosted Hydrocarbon Resource Potential*[5] et l'évaluation à venir du potentiel de ressources de la siltite du bas de Doig[6]. Pour obtenir plus de détails sur la géologie en Colombie-Britannique, consultez le *Montney Formation Play Atlas NEBC*.[7] Le chapitre 16 du *Geological Atlas of the Western Canada Sedimentary Basin* contient plus de détails sur la formation de Montney.[8]

Méthodologie

Pour la Colombie-Britannique, on a évalué Montney à l'aide d'un processus semblable à celui qui avait été utilisé en 2011 dans une étude des ressources de gaz de schiste dans le bassin de Horn River.[9] Dans l'évaluation du bassin de Horn River, les volumes de gaz libre et de gaz adsorbé[10] ont été déterminés par le rapprochement de grilles cartographiques de données géologiques et d'équations sur le gaz libre et le gaz adsorbé. Ainsi, il a été possible d'estimer les volumes de gaz par lieu et de saisir de quelle façon la nature géologique des schistes variait d'un endroit à l'autre. Des distributions statistiques ont été appliquées à certaines variables des équations, puis des simulations Monte Carlo ont servi à estimer les valeurs basses, escomptées et

---

[4] Pour la présente étude, les LGN sont l'éthane, le propane, le butane, le pentane et les hydrocarbures lourds produits dans le flux de gaz extrait d'un puits.

[5] ERCB. *Summary of Alberta's Shale- and Siltstone-Hosted Hydrocarbon Resource Potential*, 2012. Accessible à l'adresse www.ags.gov.ab.ca.

[6] Étude de l'AER, en préparation. Sera accessible à l'adresse www.ags.gov.ab.ca.

[7] Accessible à l'adresse www.bcogc.ca/montney-formation-play-atlas-nebc.

[8] Accessible à l'adresse www.ags.gov.ab.ca/publications/wcsb_atlas/atlas.html.

[9] Ministère de l'Énergie et des Mines de la Colombie-Britannique et Office national de l'énergie. *Potentiel ultime des ressources gazières non classiques du bassin de Horn River dans le nord-est de la Colombie-Britannique*, 2011. Accessible à l'adresse www.neb-one.gc.ca.

[10] Le gaz libre est logé dans les espaces interstitiels de la roche, tandis que le gaz adsorbé « adhère » aux parois de la matière organique ou de l'argile présents dans la roche.

élevées.[11] Cependant, on a élargi l'évaluation de Montney pour y inclure les LGN et le pétrole, qui ne sont pas présents dans une mesure significative dans le bassin de Horn River. Le gaz dissous, c'est-à-dire le gaz dissous dans le pétrole profondément dans le sol mais libéré à la surface sous une pression inférieure, a aussi fait l'objet d'une estimation pour Montney. Au total, on a pu déterminer les ressources pétrolières sur place et commercialisables pour le gaz naturel sec[12], les LGNet le pétrole. Seuls les secteurs de surpression[13] ont été inclus dans l'analyse de la Colombie-Britannique étant donné que l'exploitation non classique s'est jusqu'ici limitée à ces secteurs.

Pour la partie de Montney qui se trouve en Alberta, les volumes sur place de gaz naturel sec, de LNG et de pétrole ont déjà été estimés dans le cadre des deux études-ressources de l'Alberta, dont la méthodologie est décrite dans la publication *Quantification of Uncertainty in Shale Gas Resources*.[14] Pour la présente étude conjointe, on a estimé un volume de ressources commercialisables en appliquant des facteurs de récupération aux grilles cartographiques de données sur les ressources sur place en Alberta. Comme la mise en valeur de Montney se déroule dans les secteurs de surpression et de sous-pression de l'Alberta, on a évalué les ressources commercialisables de tout le réservoir non classique de Montney. On a supposé que le plein développement se produisait dans les secteurs profonds (là où la profondeur du point milieu de Montney dépasse 1 750 m) puisque ce sont ces derniers qui sont les plus susceptibles d'être en surpession d'après les données sur la pression en fonction de la profondeur. Les secteurs peu profonds ne se prêtent probablement qu'à l'exploitation partielle puisqu'ils sont généralement en sous-pression. Ainsi, on a appliqué un facteur de « risque d'exploitation » aux secteurs peu profonds, de même que des facteurs de récupération inférieurs.

Les réservoirs classiques de la section de Montney ont été exclus de la présente analyse puisqu'ils ont déjà fait l'objet d'études.[15,16] Par ailleurs, les méthodes visant à déterminer les ressources sur place pour chaque province, même si elles se ressemblent, présentent quelques différences non négligeables. La cartographie géologique de la formation de Montney en Colombie-Britannique présente quelques minces grès peu susceptibles d'être exploités de façon classique, tandis que tous les grès ont été exclus des analyses en Alberta. Aucune simulation Monte Carlo supplémentaire n'a été menée lorsqu'on a ajouté ensemble les valeurs basses, escomptées et élevées de la Colombie-Britannique et de l'Alberta. Par conséquent, bien que l'addition entre les provinces ne soit pas rigoureuse sur le plan statistique, les résultats totaux

---

[11] Une simulation Monte Carlo est un processus informatisé où des nombres aléatoires (déterminés d'après une distribution statistique) sont choisis des centaines ou des milliers de fois pour déterminer un ensemble de possibilités et l'incertitude d'une estimation.

[12] Le « gaz naturel sec » est le gaz naturel dont le contenu en LNG et en autres impuretés a été retiré pour qu'il soit prêt à expédier dans les réseaux de distribution de gaz et vendu aux consommateurs.

[13] Pressions pétrolières et gazières supérieures à la normale pour cette profondeur. Les formations en surpression peuvent loger plus de gaz naturel, car le gaz est comprimé davantage, et elles ont tendance à donner une « poussée » interne considérable pour propulser le pétrole, ce qui améliore la récupération, et par le fait même l'économique. La « normale » équivaut généralement à la pression qui s'exercerait sous une colonne d'eau correspondante.

[14] AER. *Quantification of Uncertainty in Shale Gas Resources*, 2013. Accessible à l'adresse www.ags.gov.ab.ca.

[15] Alberta Energy and Utilities Board et Office national de l'énergie. *Le potentiel ultime de l'Alberta pour le gaz naturel classique*, 2005. Accessible à l'adresse www.neb-one.gc.ca.

[16] Office national de l'énegie et ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources pétrolières de la Colombie-Britannique. *Le potentiel ultime des ressources en gaz naturel classique du nord-est de la Colombie-Britannique*, 2006 Accessible à l'adresse www.neb-one.gc.ca.

devraient tout de même produire une estimation raisonnable du potentiel total. L'annexe A contient plus de détails sur la méthodologie.

Résultats d'évaluation et observations

On estime fort élevé le potentiel ultime de la formation de Montney pour les hydrocarbures non classiques (tableau 1), les volumes escomptés atteignant 12 719 milliards de m^3 (449 Tpi^3) pour le gaz naturel commercialisable, 2 308 millions de m^3 (14 521 millions de barils) de LGN commercialisables et 179 millions de m^3 (1 125 millions de barils) de pétrole commercialisable.[17] L'incertitude des estimations est illustrée par l'écart entre les valeurs estimatives basses et élevées du tableau 1.[18]

La ressource de gaz non classique commercialisable de Montney est l'une des plus imposantes dans le monde. Bien qu'elle se trouve en majeure partie en Colombie-Britannique (tableau 2), la part qui se trouve en Alberta est quand même importante (tableau 3). Pour illustrer encore mieux la taille de Montney, la demande totale de gaz naturel canadien en 2012 a atteint 88 milliards de m^3 (3,1 Tpi^3)[19], si bien que la ressource en gaz de Montney équivaut à 145 ans de consommation de 2012 du Canada. De plus, Montney est déjà considérée comme l'une des zones gazières les plus économiques du Canada.[20] Bien que la formation n'en soit qu'aux premières étapes de son exploitation, sa production en 2012 a atteint une moyenne de 48,6 millions de m^3/j (1,7 Gpi^3/j) sur une production canadienne totale de gaz commercialisable de 392,7 millions de m^3/j (13,9 Gpi^3/j) [21]. On prévoit que la production de gaz de Montney continuera d'augmenter, tout comme sa part de la production canadienne.[22]

En combinant cette estimation du gaz commercialisable aux évaluations antérieures, y compris les plus récentes estimations du potentiel ultime de l'Ouest canadien pour le gaz naturel classique, le potentiel ultime total du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (BSOC) a plus que doublé et atteint 23 249 milliards de m^3 (821 Tpi^3) (Tableau 4). De ce total, il reste 17 898 milliards de m^3 (632 Tpi^3) une fois soustraite la production cumulative en fin d'exercice en 2012 . Le potentiel utile pour le gaz naturel doit être vu comme une estimation qui évoluera et qui augmentera au fur et à mesure qu'on trouvera d'autres potentiels non classiques dans les schistes non évalués, comme ceux du bassin de la Liard en Colombie-Britannique et de la formation de Duvernay en Alberta. Dans l'ensemble, le Canada mise sur une immense base de

---

[17] Les abréviations utilisées fréquemment dans le présent rapport sont les mètres cubes (m^3), les mètres cubes par jour (m^3/j), les milliards de pieds cubes par jour (Gpi^3/j), les billions de pieds cubes (Tpi^3), et les barils par jour (b/j).

[18] Les adjectifs « basse » et « élevée » tels qu'ils sont utilisés ici désignent une fourchette à l'intérieur de laquelle les gens sont raisonnablement nombreux à croire que les volumes réels sur place et les volumes commercialisables produits par la suite dans Montney se trouveront. Il y a donc peu de risque que les volumes sur place réels et les volumes commercialisables produits soient inférieurs aux valeurs basses ou supérieurs aux valeurs élevées.

[19] Office national de l'énergie *Aperçu de la situation énergétique au Canada 2012*, 2013. Accessible à l'adresse www.neb-one.gc.ca.

[20] Office national de l'énergie *Coûts de l'offre gazière dans l'Ouest canadien en 2009*, 2010. Accessible à l'adresse www.neb-one.gc.ca.

[21] Office national de l'énergie *Productibilité à court terme de gaz naturel au Canada 2013-2015*, 2013. Accessible à l'adresse www.neb-one.gc.ca.

[22] Office national de l'énergie *L'avenir énergétique du Canada – Offre et demande énergétiques à l'horizon 2035*, 2011 Accessible à l'adresse www.neb-one.gc.ca.

ressources de gaz naturel inexploitées dans le BSOC qui lui permettra de servir ses marchés encore longtemps.

Les volumes de pétrole et de LGN non classiques commercialisables de la formation de Montney sont également imposants. Le volume de pétrole commercialisable, qui se trouve presque entièrement en Alberta, demeure toutefois fort incertain, comme en témoigne le vaste écart entre ses valeurs basse et élevée. En effet, les secteurs qui sont les plus riches en pétrole non classique dans Montney sont généralement les moins profonds, là où l'incertitude quant à l'exploitation est beaucoup plus grande. La ressource de pétrole non classique de Montney n'en est qu'à ses premières étapes d'exploitation, la production de 2012 s'étant établie en moyenne uniquement à 4 108 m^3/j (25 845 b/j), une faible composante de la production canadienne totale de pétrole en 2012, qui a atteint en moyenne 513 960 m^3/j (3,23 millions de b/j). Les volumes de LGN commercialisables en Alberta sont également fort incertains, en grande partie parce que les volumes sur place se trouvent eux aussi pour la plupart dans les secteurs peu profonds.

Tableau 1. Potentiel ultime de la Colombie-Britannique et de l'Alberta pour les hydrocarbures non classiques de Montney

Type d'hydrocarbure	Sur place			Commercialisable		
	Basse	Escomptée	Élevée	Basse	Escomptée	Élevée
Gaz naturel – en milliards de m^3	90 559	121 080	153 103	8 952	12 719	18 257
(en billions de pieds cubes)	(3 197)	(4 274)	(5 405)	(316)	(449)	(645)
GNL – en millions de m^3	13 884	20 173	28 096	1 540	2 308	3 344
(en millions de barils)	(87 360)	(126 931)	(176 783)	(9 689)	(14 521)	(21 040)
Pétrole – en millions de m^3	12 865	22 484	36 113	72	179	386
(en millions de barils)	(80 949)	(141 469)	(227 221)	(452)	(1 125)	(2 430)

Tableau 2. Potentiel ultime de la Colombie-Britannique pour les hydrocarbures non classiques de Montney

Type d'hydrocarbure	Sur place			Commercialisable		
	Basse	Escomptée	Élevée	Basse	Escomptée	Élevée
Gaz naturel – en milliards de m^3	42 435	55 664	69 630	5 666	7 677	10 311
(en billions de pieds cubes)	(1 498)	(1 965)	(2 458)	(200)	(271)	(364)
GNL – en millions de m^3	11 974	15 310	19 172	1 418	2 010	2 760
(en millions de barils)	(75 340)	(96 332)	(120 633)	(8 920)	(12 647)	(17 366)
Pétrole – en millions de m^3	211	439	739	1	5	11
(en millions de barils)	(1 328)	(2 763)	(4 652)	(8)	(29)	(70)

Tableau 3. Potentiel ultime de l'Alberta pour le pétrole non classique de Montney, y compris la siltite du Doig inférieur

Type d'hydrocarbure	Sur place (d'après les rapports ERCB/AER)			Commercialisable (présent rapport)		
	Basse	Escomptée	Élevée	Basse	Escomptée	Élevée
Gaz naturel – en milliards de m^3 (en billions de pieds cubes)	48 124 (1 699)	65 415 (2 309)	83 474 (2 947)	3 286 (116)	5 042 (178)	7 946 (281)
GNL – en millions de m^3 (en millions de barils)	1 910 (12 020)	4 863 (30 599)	8 924 (56 150)	122 (769)	298 (1 874)	584 (3 674)
Pétrole – en millions de m^3 (en millions de barils)	12 654 (79 621)	22 045 (138 706)	35 373 (222 569)	71 (444)	174 (1 096)	375 (2 360)

Tableau 4. Potentiel ultime du BSOC pour le gaz naturel commercialisable

Estimation du potentiel ultime du BSOC pour le gaz naturel commercialisable à la fin de 2012							
Région		En milliards de mètres cubes			En billions de pieds cubes		
		Potentiel ultime	Production cumulative	Différence	Potentiel ultime	Production cumulative	Différence
Alberta	Classique	6 276	4 425	6 994	222	156	247
	Non classique						
	MH	*101*			*4*		
	Montney	*5 042*			*178*		
	Total non classique	5 143			182		
	Total	**11 419**			**403**		
Colombie-Britannique	Classique	1 462	695	10 642	52	25	376
	Non classique						
	Bassin de Horn River	*2 198*			*78*		
	Montney	*7 677*			*271*		
	Total non classique	9 875			349		
	Total	**11 337**			**400**		
Saskatchewan	Classique	297	211	86	10	7	3
Sud des Territoires	Classique	196	20	176	7	1	6
Total BSOC		**23 249**	**5 351**	**17 898**	**821**	**189**	**632**

Notes pour le tableau 4

- Établi à partir des évaluations publiées précédemment par l'Office national de l'énergie et/ou les organismes provinciaux; potentiel ultime du méthane de houille (MH) d'après les réserves initiales indiquées dans le rapport ST-98 d'AER (accessible à l'adresse www.aer.ca).
- Production cumulative à jour à la fin de 2012.
- D'autres régions du Canada présentent un potentiel pour le gaz. Consultez les tableaux 2.6A et 2.6B pour le potentiel ultime des ressources gazières classiques de la Saskatchewan, accessible à l'adresse www.neb-one.gc.ca.
- Les valeurs peuvent contenir des erreurs d'arrondissement lorsqu'elles sont additionnées.

Annexe A – Méthodologie

Introduction

La méthodologie d'analyse de la partie britanno-colombienne des ressources d'hydrocarbures de Montney se fonde en grande partie sur une étude antérieure qui portait sur les ressources de gaz de schiste du bassin de Horn River[23], quoiqu'elle incorpore quelques nouvelles approches pour rendre compte des différences géologiques entre les réservoirs de même que les commentaires reçus après l'étude initiale. Pour la partie albertaine de ces mêmes ressources, l'estimation sur place avait déjà été déterminée dans deux études menées en Alberta[24,25], dont on a extrait une estimation des ressources récupérables pour la présente étude. Consultez les deux études de l'Alberta de même que *Quantification of Uncertainty in Shale Gas*[26] pour plus de détails sur les méthodes et les hypothèses de l'AER.

Hypothèses clés

1) En Colombie-Britannique, les hydrocarbures ont été considérés se trouver à l'intérieur d'un gisement s'étendant à la grandeur de la zone géologique définie, quoique ses composants (pétrole, gaz et LGN) puissent varier selon l'endroit. Par conséquent, les chances qu'on réussisse à découvrir des hydrocarbures en forant un puits sont de 100 %. Dans les évaluations du potentiel d'hydrocarbures sur place en Alberta, l'étendue de saturation en eau a mené à la possibilité d'avoir des puits saturés en eau, si bien que celle de découvrir des hydrocarbures n'est pas nécessairement de 100 %.
2) En Colombie-Britannique, les grès minces peu susceptibles d'être ciblés par l'exploitation classique ont été inclus dans la section de la siltite. En Alberta, tous les grès ont été exclus des évaluations sur place, et par ricochet exclus de la présente évaluation.
3) Aucune étude n'a été entreprise pour connaître les conditions rendant faisable la mise en valeur des ressources commercialisables, et l'évaluation de ces facteurs est fondée sur le point de vue des organismes. Des études antérieures toutefois estiment que le coût d'approvisionnement de la ressource gazière de Montney est l'un des plus faibles de l'Ouest canadien.[27]
4) Les taux de récupération tiennent compte de la technologie existante, des tendances actuelles de mise en valeur et d'une production limitée. Aucune analyse détaillée des percées technologiques n'a été réalisée dans le cadre de la présente étude. Les taux de récupération et le degré de mise en valeur pourraient évoluer avec les années au fil des percées technologiques, en particulier dans les zones moins profondes en Alberta et celles de sous-pression en Colombie-Britannique.

---

[23] Ministère de l'Énergie et des Mines de la Colombie-Britannique et Office national de l'énergie. *Potentiel ultime des ressources gazières non classiques du bassin de Horn River dans le nord-est de la Colombie-Britannique*, 2011. Accessible à l'adresse www.neb-one.gc.ca.

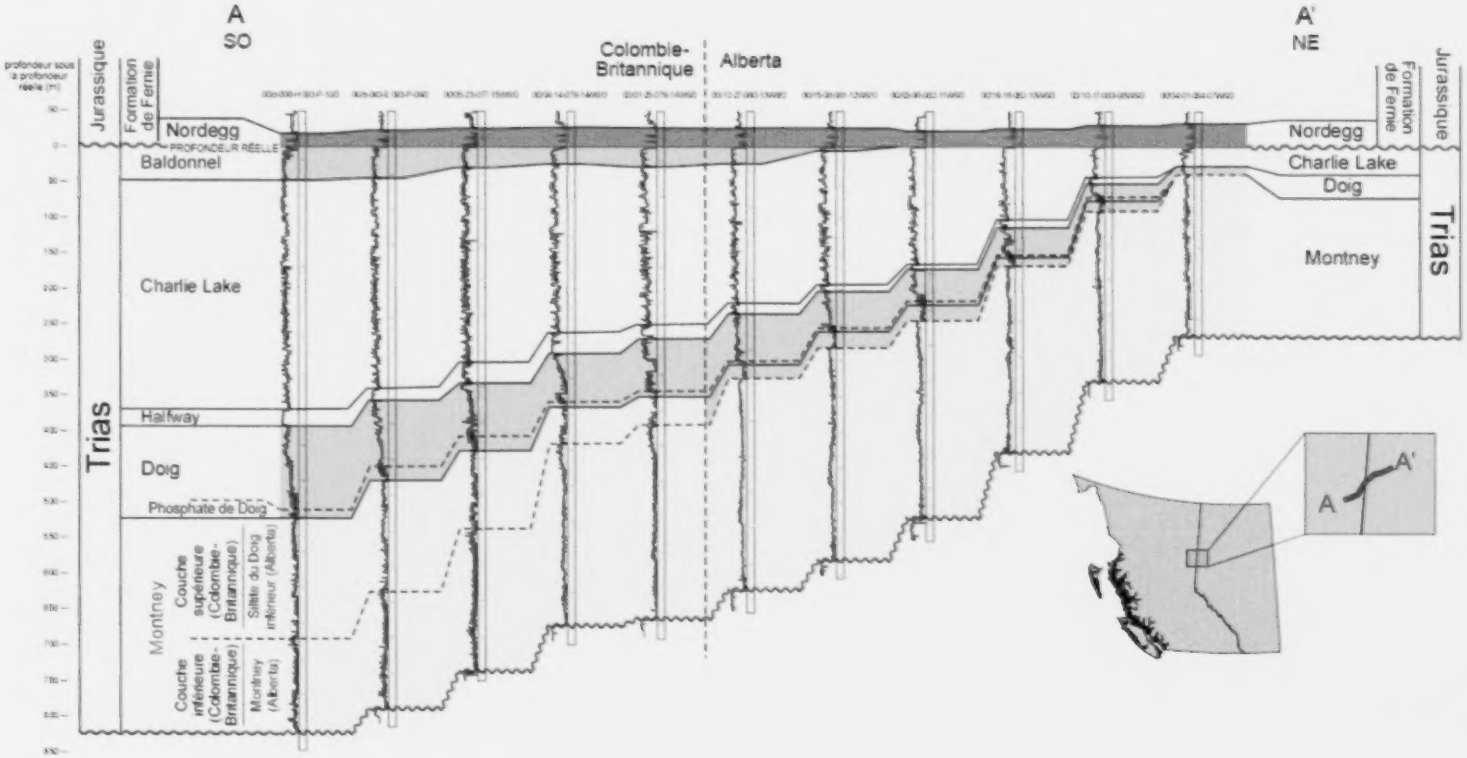
[24] Energye Resources Conservation Board. *Summary of Alberta's Shale- and Siltstone-Hosted Hydrocarbon Resource Potential*, 2012. Accessible à l'adresse www.ags.gov.ab.ca.

[25] Étude d'AER sur les ressources pétrolières de la siltite du bas de Doig, en préparation.

[26] AER. *Quantification of Uncertainty in Shale Gas*, 2013. Accessible à l'adresse www.ags.gov.ab.ca.

[27] Office national de l'énergie *Coûts de l'offre gazière dans l'Ouest canadien en 2009*, 2010. Accessible à l'adresse www.neb-one.gc.ca.

Figure A.1. Coupe transversale de la formation de Montney – La siltite au bas de la formation de Doig en Alberta équivaut à la couche supérieure de Montney en Colombie-Britannique.



Stratigraphie et zone étudiée

Intervalles stratigraphiques

En Colombie-Britannique, la formation de Montney du Trias inférieur a été traitée comme une seule unité. En Alberta, une unité de siltite près du fond de la formation sus-jacente de Doig a été incluse dans Montney puisqu'elle est, sur le plan stratigraphique, équivalente aux unités supérieures de Montney en Colombie-Britannique (figure A.1). Les deux sections de roche de l'Alberta ont alors été traitées comme une seule unité pour l'évaluation.

Zone

Pour la Colombie-Britannique, l'évaluation s'est limitée aux zones de surpression en raison d'un manque d'exploitations non classiques dans les zones de sous-pression. Cependant, le modèle d'incertitude appliqué à la carte du gradient de pression pendant les simulations Monte Carlo pourrait changer les zones généralement sous pression en zones de surpression dans le cas des scénarios élevés et changer les zones généralement de surpression en zones de sous-pression dans les scénarios bas, si bien que la délimitation entre les zones de surpression et de sous-pression variait selon l'itération modélisée. On a ensuite supposé que les zones de surpression étaient pleinement mises en valeur pour déterminer les ressources commercialisables.

En Alberta, la zone correspond à l'étendue géographique des ressources d'hydrocarbures sur place dans la siltite selon la cartographie établie dans les études albertaines antérieures. On a évalué tout le secteur pour voir s'il y avait des ressources commercialisables puisqu'il semble y avoir des activités d'exploitation dans les zones de surpression et de sous-pression, mais Montney a été divisée en deux zones d'exploitation différentes déterminées selon leur profondeur. Les secteurs de plus de 1 750 m de profondeur seraient plus susceptibles d'être exploités que les secteurs peu profonds, selon les tendances d'exploration actuelles.

Parcelles

En raison des limites computationnelles, les données de Montney en Colombie-Britannique ont été regroupées par blocs du STN (Système topographique national) plutôt que par unités d'espacement de la grille, plus petites, notamment sur le bloc de Peace River, où les valeurs ont été converties du quadrillage pour l'arpentage à la grille du STN. En Alberta, les données de Montney ont été regroupées par canton plutôt que par section. Les équations servant à déterminer les volumes d'hydrocarbures ont ensuite été appliquées à chaque bloc du STN et parcelle de canton.

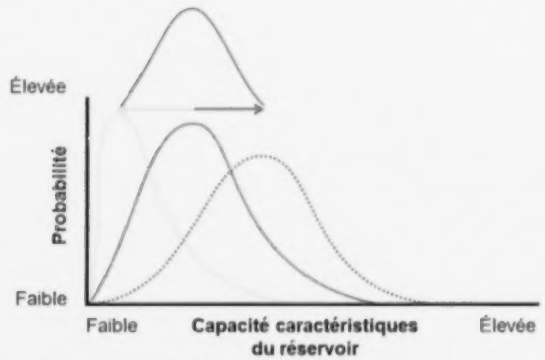
Estimations des hydrocarbures libres, adsorbés et dissous

Colombie-Britannique – Estimation des ressources sur place et commercialisables

Comme l'évaluation du bassin de Horn River, cette évaluation s'est faite par grille cartographique où, à chaque point de la grille, une simulation Monte Carlo était appliquée à un

ensemble d'équations mathématiques pour déterminer les volumes, et les résultats additionnés pour déterminer le total. Cette évaluation a en outre été intégrée à deux niveaux : 1) une échelle par parcelle; 2) une échelle par bassin (figure A.2) pour essayer d'incorporer les variations locales aux incertitudes inhérentes au niveau des bassins. Consultez la section « Modélisation des ressources » de l'évaluation 2011 du bassin de Horn River pour plus de détails sur cette méthodologie de « distribution des distributions ».

Figure A.2. Une distribution appliquée à une autre pour créer une « distribution des distributions ».



La plupart des cartes de la formation de Montney existent déjà dans le *Montney Formation Play Atlas NEBC*[28], notamment les cartes de profondeur, d'épaisseur et de gradient de pression. D'autres cartes ont été construites uniquement pour cette évaluation, notamment celles de compressibilité du gaz et de fraction molaire du « propane plus ». Consultez le tableau A.1 pour connaître les variables de l'évaluation fondée sur les données cartographiées de même que les variables (cartographiées ou non) auxquelles était jointe une distribution pour les simulations Monte Carlo. Puisque la formation de Montney a été traitée comme unité seule, des variables comme la porosité, la saturation en eau et la teneur en matière organique ont été appliquées comme moyennes sur l'ensemble du secteur rocheux.

Contrairement à l'évaluation du bassin de Horn River, aucun seuil de rémunération nette n'a été utilisé pour Montney en Colombie-Britannique. Les grès, dans les cas où ils sont présents dans la siltite en Colombie-Britannique, ont été inclus dans la zone non classique s'ils sont peu susceptibles d'être exploités selon la méthode classique. Les secteurs moins prometteurs se sont vus attribuer des porosités moyennes plus basses que les secteurs prometteurs (c.-à-d. les porosités ont été réduites là où la profondeur dépassait 2 800 m ou là où l'épaisseur dépassait 300 m *et* la parcelle était située dans la moitié ouest de la carte de la Colombie-Britannique). Afin de réduire le risque de désalignement des distributions modélisées sur les données cartographiées, on a utilisé des maximums ou des minimums « souples » pour les courbes de distribution (c.-à-d. les valeurs basses et élevées de la distribution variaient selon un pourcentage des valeurs « les plus probables » cartographiées) plutôt que des maximums ou des minimums « stricts » dans la mesure où les valeurs souples ne se retrouvaient pas au-dessus ou en-dessous de valeurs impossibles, notamment par la création de nombres négatifs. De plus, lorsqu'on appliquait la distribution à l'échelle du bassin à la distribution à l'échelle de la parcelle, les variables susceptibles de présenter un minimum de zéro (comme la porosité ou la saturation en

[28] Accessible à l'adresse www.bcogc.ca/montney-formation-play-atlas-nebc.

eau) avaient toujours un minimum rattaché à zéro, si bien que non seulement les maximums et éventuellement les valeurs variaient pour ces distributions au niveau des parcelles, mais il en était de même pour la forme de la courbe. Pour les distributions modélisées sur le gradient de pression, l'écart entre les valeurs basses et élevées d'une parcelle étaient réduites selon le nombre de mesures de la pression du réservoir dans la parcelle en question, ce qui augmentait la certitude dans les pressions cartographiées.

Enfin, les ratios de gaz dissous typiques et les facteurs de volumes de formation des nappes de pétrole de Montney et Doig en Colombie-Britannique, de même que les ratios gaz-pétrole obtenus à partir des données de production, ont été appliqués à une nouvelle zone pétrolière en Colombie-Britannique pour permettre de rétrocalculer la teneur en pétrole et en gaz libres au niveau local dans les conditions du réservoir.

Colombie-Britannique – Équations concernant les ressources sur place

Le gaz naturel et les LGN de la formation de Montney sont présents sous trois états : libre, adsorbé et dissous. On peut donc estimer la quantité totale de gaz naturel brut contenu dans la formation de Montney avant l'entrée en production à l'aide de l'équation suivante à chaque point de la grille :

$$RGIP_{total} = RGIP_{free} + RGIP_{adsorbed} + RGIP_{dissolved}$$

Où :

$RGIP_{total}$ = gaz brut sur place total
$RGIP_{free}$ = gaz brut sur place libre
$RGIP_{adsorbed}$ = gaz brut sur place adsorbé
$RGIP_{dissolved}$ = gaz brut dissous

L'évaluation du pétrole non classique de Montney en Colombie-Britannique ne tient compte que du pétrole libre, qui forme une très faible composante de la ressource totale. Ainsi :

$$OIP_{total} = OIP_{free}$$

Où :

OIP_{total} = pétrole sur place total
OIP_{free} = pétrole sur place libre

Le volume de gaz brut libre sur place a été estimé à l'aide de l'équation volumétrique (toutes les variables des équations sont décrites au tableau A.1) :

$$RGIP_{free} = A \times H \times \Phi \times (1 - S_w) \times \left(\frac{D \times PG \times T_S}{P_S \times T_F \times Z} \right) \times (1 - OP_{fraction})$$

Le volume de gaz brut sur place adsorbé a été estimé à l'aide de l'équation :

$$RGIP_{adsorbed} = A \times H \times \rho_b \times (1 - \Phi) \times \left(\frac{TOC \times LiO \times D \times PG}{P_L + D \times PG} \right)$$

Le volume de gaz brut sur place dissous a été estimé à l'aide de l'équation :

$$RGIP_{dissolved} = OIP \times GOR_{sol}$$

Le gaz brut a été converti en gaz sec à l'aide de l'équation :

$$DGIP_{total} = RGIP_{total} \times (1 - SL - NGL)$$

Les LGN sur place, dans leur forme gazeuse, ont été estimés à l'aide de l'équation :

$$NGLIP_{total\ gaseous} = RGIP_{total} \times NGL$$

Ils ont ensuite été convertis à leur volume sous forme liquide à l'aide de l'équation :

$$NGLIP_{total} = NGLIP_{total\ gaseous} \times (C2_{frac} \times C2_{Gtl.} + C3_{frac} \times C3_{Gtl.} + \ldots)$$

Le pétrole sur place a été estimé à l'aide de l'équation :

$$OIP_{free} = A \times H \times \Phi \times (1 - S_w) \times OP_{fraction} / FVF$$

Cependant, comme le pétrole libre qui se trouve dans le système est susceptible d'être un mélange de pétrole et de gaz brut, il fallait une variable $OP_{fraction}$ (la fraction de pétrole dans les hydrocarbures contenus dans le réservoir) :

$$OP_{fraction} = \frac{OIP_{res}}{OIP_{res} + RGIP_{free(res))}}$$

$$= \frac{FVF}{\left[FVF + \frac{(GOR_{surface} - GOR_{sol}) \times P_S \times T_F \times Z}{T_S \times D \times PG} \right]}$$

Colombie-Britannique – Équations concernant les ressources commercialisables

Les ressources de gaz commercialisables peuvent être calculées à l'aide de l'équation suivante :

$$MG_{total} = MG_{free} + MG_{adsorbed} + MG_{dissolved}$$

Où :

MG_{total} = gaz sec commercialisable total
MG_{free} = gaz sec commercialisable libre
$MG_{adsorbed}$ = gaz sec commecialisable adsorbé
$MG_{dissolved}$ = gaz sec commercialisable dissous

Le gaz sec commercialisable libre a été estimé à l'aide de l'équation :

$$MG_{free} = DGIP_{free} \times RF_{gas}$$

Là où RF_{gas} est le facteur de récupération, la valeur la plus probable est établie à 15 %.

Le gaz sec commercialisable adsorbé, c'est-à-dire le volume de gaz pouvant être libéré de la matière organique et minérale dans la formation aux pressions qui valent à la cessation d'exploitation d'un puits, puis récupéré en circulant dans le réservoir jusqu'à n'importe quel puits, a été estimée à l'aide de l'équation suivante :

$$MG_{adsorbed} = RF_{gas} \times \left\{ DGIP_{adsorbed} - (1 - SL - NGL) \times A \times H \times \rho_b \times (1 - \Phi) \times \left(\frac{TOC \times LiO \times P_A}{P_L + P_A} \right) \right\}$$

On a supposé que le gaz dissous était extrait avec le gaz libre lorsque les deux sont présents dans le même réservoir, puisque la dépressurisation de subsurface pendant l'extraction de gaz libre ferait en sorte que certains gaz dissous sortent de la solution de pétrole. Par conséquent, on a appliqué le même facteur de récupération pour le gaz libre et le gaz dissous. Bien que cette mesure puisse probablement entraîner une surestimation du gaz dissous commercialisable, celui-ci constitue une très faible portion de la ressource globale, et son incidence sur les résultats totaux est minime.

$$MG_{dissolved} = DGIP_{dissolved} \times RF_{gas}$$

Les LGN commercialisables peuvent être estimés à l'aide de l'équation :

$$MNGL_{total} = MNGL_{free} + MNGL_{adsorbed} + MNGL_{dissolved}$$

Où :

$MNGL_{total}$ = LGN commercialisables totaux
$MNGL_{free}$ = LGN commercialisables libres
$MNGL_{adsorbed}$ = LGN commercialisables adsorbés
$MNGL_{dissolved}$ = LGN commercialisables dissous

Les LGN commercialisables libres et dissous (qui présentent la même surestimation potentielle de LGN dissous que les gaz secs dissous) ont été estimés à l'aide des équations :

$$MNGL_{free} = NGLIP_{free} \times RF_{gas}$$
$$MNGL_{dissolved} = NGLIP_{dissolved} \times RF_{gas}$$

Les LGN adsorbés commercialisables ont été estimés d'une façon légèrement différente du gaz sec commercialisable. Puisque plus un hydrocarbure est lourd, plus il est sujet à l'adsorption, on a supposé que seuls l'éthane et le propane se désorberaient de la matière organique pendant la dépressurisation du réservoir à l'étape de production. De plus, le volume d'éthane désorbé a été réduit de 50 %, et celui de propane de 75 %, étant donné leurs plus grandes affinités par rapport au méthane. Ainsi :

$$MNGL_{adsorbed_gaseous} = NGL_{C2} \times RF_{gas} \times \left\{ RGIP_{adsorbed} - A \times H \times \rho_b \times (1-\Phi) \times \left(\frac{TOC \times LiO \times P_A}{P_L + P_A} \right) \right\} \times 0.5 +$$
$$NGL_{C3} \times RF_{gas} \times \left\{ RGIP_{adsorbed} - A \times H \times \rho_b \times (1-\Phi) \times \left(\frac{TOC \times LiO \times P_A}{P_L + P_A} \right) \right\} \times 0.25$$

Le gaz adsorbé commercialisable sous forme gazeuse a ensuite été converti sous forme liquide de la façon suivante :

$$MNGL_{adsorbed} = NGLIP_{adsorbed_gaseous} \times (C2_{frac} \times C2_{Oil} + C3_{frac} \times C3_{Oil})$$

Le pétrole commercialisable a été déterminé à l'aide de l'équation :

$$MO_{total} = OIP_{total} \times RF_{oil}$$

Dans les cas où RF_{oil} est le facteur de récupération pour le pétrole, on a supposé que sa valeur la plus probable était de 1 %.

Alberta – Équations concernant les ressources commercialisables

Étant donné qu'un ensemble de volumes sur place de gaz sec, de LGN et de pétrole pour la zone de Montney en Alberta avait déjà été déterminé, y compris les valeurs pour la siltite du bas de Doig, seules les quantités récupérables ont été estimées pour la présente étude. Plutôt que d'estimer séparément les quantités récupérables pour chaque unité, les résultats des simulations Monte Carlo des ressources sur place pour Montney en Alberta et la siltite du bas de Doig ont été additionnés ensemble et sont illustrés par canton et par itération. Le résultat combiné a ensuite été resimulé au moyen de la fonction Resample du logiciel @Risk, et c'est à ce moment qu'on a appliqué les facteurs de récupération.

D'après les tendances actuelles en exploitation, la zone de Montney en Alberta est surtout exploitée là où la profondeur atteint au moins 1 750 m, bien qu'il y ait de plus petites exploitations en milieu moins profond. Ainsi, on a appliqué un facteur d'exploitation pour

simuler les effets d'une exploitation partielle. Le facteur d'exploitation minimum pour un canton était déterminé par le nombre de sections de celui-ci qui contenaient l'orifice de surface ou l'orifice de fond des puits horizontaux actuels ou autorisés de Montney. Un canton dont aucune des sections n'avait d'emplacement s'est vu attribuer un minimum de 0. La valeur maximale pour un canton a alors été fixée à 1, et la plus probable à 0,3 au-dessus du minimum.

Les facteurs de récupération supérieurs ont été appliqués à la formation de Montney là où le point milieu de la formation atteignait une profondeur plus grande que 1 750 m, la valeur la plus probable étant supposée à 15 % pour le gaz, comme en Colombie-Britannique, mais on a décidé que la valeur la plus probable serait de 2 % pour les ressources pétrolières profondes de Montney étant donné l'exploitation plus avancée en Alberta. Les facteurs de récupération inférieurs ont été appliqués là où les profondeurs du point milieu de la formation étaient inférieures à 1 750 m; la valeur la plus probable a été fixée à 10 % pour le gaz et à 1 % pour le pétrole. Les facteurs de récupération inférieurs dans les secteurs peu profonds sont soutenus par les données accessibles sur la pression, qui montrent que les secteurs peu profonds de Montney en Alberta ont une tendance beaucoup plus grande à être en sous-pression. Le gaz dissous n'a pas été jugé récupérable, si bien que le volume de gaz commercialisable dans la siltite de Montney en Alberta peut avoir été quelque peu sous-estimé.

Par conséquent, les ressources commercialisables de l'Alberta ont été estimées à partir des équations :

$$MG_{free} = GIP_{free} \times RF_{gas} \times DF$$

$$MG_{adsorbed} = GIP_{adsorbed} \times RF_{gas} \times DF \times DR$$

$$MG_{total} = MG_{free} + MG_{adsorbed}$$

$$MNGL_{total} = NGLIP_{free} \times RF_{gas} \times DF$$

$$MO_{total} = OIP_{free} \times RF_{oil} \times DF$$

DF est le facteur de développement. DR est un facteur de réduction de la désorption puisque ce n'est pas tout le gaz adsorbé qui pourrait être désorbé avant qu'un puits cesse d'être exploité. On l'a supposé à 0,33 d'après les résultats de l'analyse menée en Colombie-Britannique.

Tableau A.1. Descriptions des variables et intrants du modèle d'évaluation

Variable	Symbole	Carte (O/N)	Prob. distr. (O/N)	Entrées dans le modèle de la parcelle (basse/plus probable/élevée)	Entrées dans le modèle du bassin (basse/plus probable/élevée)	Corrélations et notes	Source des données
Superficie (m^2)	A	N	N	D'après l'espacement de la grille cartographique	–	–	–
Profondeur (m)	D	O	N	D'après la carte	–	–	Diagraphies
Épaisseur (m)	M	O	N	D'après la carte	–	–	Diagraphies
Porosité (fraction)	Φ	N	O	0,005/0,03/0,08 (normale) 0,001/0,025/0,06 (basse)	0,01/0,03318/0,055	Corrélation positive avec le facteur de récupération	Carottes et diagraphies
Saturation en eau (fraction)	S_w	N	O	0,01/0,25/0,5	0,05/0,25/0,45	Corrélation négative avec le facteur de récupération	Meilleure estimation
Gradient de pression (kPa/m)	PG	O	O	-20/0/20 (% d'écart par rapport à la valeur cartographiée)	-15/0/15 (% d'écart par rapport à la valeur cartographiée)	Corrélation positive avec le facteur de récupération	Tests de production
Pression à la surface (kPa)	P_S	N	N	101,3	–	Conditions standard	–
Pression à la cessation d'exploitation (kPa)	P_A	N	N	3 000	–	–	Pression des pipelines de collecte; meilleure estimation
Température du réservoir (° K)	T_Y	O	N	D'après la carte	–	–	Diagraphies
Température à la surface (° K)	T_S	N	N	288	–	Conditions standard	–
Compressibilité du gaz	Z	O	N	D'après la carte	–	–	Analyses de gaz
Impuretés de gaz autres que les hydrocarbures et gas de combustion (fraction)	SI	N	N	0,02	–	–	Analyses de gaz; meilleure estimation
Fraction des LGN	NGL	O	N	D'après la carte	–	Teneur en éthane plus estimée à partir de la corrélation avec la teneur en propane plus	Analyses de gaz

Facteur de récupération – gaz et GNL	RF_{gas}	N	O	Gaz en surpression 0/0,15/0,3 (Alb. et C.-B.) Gaz en sous-pression 0/0,1/0,2 (Alb. seulement)	Gaz en surpression 0,05/0,15/0,25 (Alb. et C.-B.) Gaz en sous-pression 0,5/0,1/0,15 (Alb. seulement)	Corrélation positive avec le gradient de pression et la porosité; corrélation négative avec la saturation en eau	Meilleure estimation
Facteur de récupération – pétrole	RF_{oil}	N	O	Alb. pétrole en surpression 0/0,02/0,08 C.-B. pétrole en surpression 0/0,01/0,03 Alb. pétrole en sous-pression 0/0,01/0,05	Alb. pétrole en surpression 0/0,02/0,05 C.-B. pétrole en surpression 0/0,01/0,02 Alb. pétrole en sous-pression 0/0,01/0,04	Corrélation positive avec le gradient de pression et la porosité; corrélation négative avec la saturation en eau	Meilleure estimation
Facteur d'exploitation (fraction)	DF	N	N	0/0,3/1	0/0,3/0,9	–	Meilleure estimation
Densité matricielle de la roche (tonne/m³)	ρ_b	N	N	2,725	–	–	Carotte
Matière organique totale (fraction)	TOC	N	O	0,001/0,015/0,05	0,005/0,015/0,03	–	Carotte; meilleure estimation
Volume de Langmuir par rapport au ratio de la teneur en matière organique (m³/tonne/centile)	LO	N	O	27,5/44,65/74,7157	35/44,65/57	–	Tests de gaz adsorbé sur des échantillons de carottes
Pression de Langmuir (kPa)	P_L	N	O	4 100/5 800/9 500	4 500/5 800/7 000	–	Tests de gaz adsorbé sur des échantillons de carottes
Fraction d'espèces de LGN	CN_{frac}	N	N	D'après la carte des fractions de LGN	–	Estimée à partir des fractions de LGN de l'analyse de gaz	Analyses de gaz
Convertisseur de volume de gaz en liquide des LGN	CN_{liq}	N	N	–	–	–	Lois sur le gaz idéal

Facteur des volumes de la formation	FVF	N	N	D'après les cartes de profondeur et de gradient des pressions	–	Estimé à partir de la pression du réservoir	Données sur les réserves classiques de Montney et Doig
Fraction de pétrole dans les hydrocarbures contenus selon les conditions des réservoirs	$OF_{fraction}$	N	N	–	–	–	Calcul
Ratio gaz-pétrole - solution	GOR_{sol}	N	N	D'après les cartes de profondeur et de gradient des pressions	–	Estimé à partir de la pression du réservoir	Données sur les réserves classiques de Montney et Doig
Ratio gaz pétrole - surface	GOR_{surf}	N	N	D'après la carte locale des tendances pour le pétrole en C.-B.	–	–	Données de production; meilleure estimation
Pétrole sur place selon les conditions du réservoir	OIP_{res}	N	N	–	–	–	Calcul
Gaz brut libre sur place selon les conditions du réservoir	$RGIP_{postrock}$	N	N	–	–	–	Calcul